

СОГЛАСОВАНО

Руководитель ГЦИ СИ
ФГУП «ВНИИМС»

В.Н. Яншин

mas 2010 г.



<p>Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Воронежтеплоэнерго-Сервис»</p>	<p>Внесена в Государственный реестр средств измерений</p> <p>Регистрационный № <u>44156-10</u></p>
--	--

Изготовлена ОАО «Воронежатомэнергосбыт» (г. Воронеж) для коммерческого учета электроэнергии на ООО «Воронежтеплоэнерго-Сервис» по проектной документации ОАО «Воронежатомэнергосбыт», заводской номер 001.

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Воронежтеплоэнерго-Сервис» (далее АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами ООО «Воронежтеплоэнерго-Сервис»; сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации. Выходные данные системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- периодический (1 раз в сутки) и /или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача в организации-участники оптового рынка электроэнергии результатов измерений;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций – участников оптового рынка электроэнергии;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

ОПИСАНИЕ

АИИС КУЭ представляет собой многоуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень - измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,5 по ГОСТ 7746, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,5 по ГОСТ 1983, счётчики активной и реактивной электроэнергии Альфа классов точности 0,5S по ГОСТ 30206 для активной электроэнергии и 1,0 по ГОСТ 26035 для реактивной электроэнергии, установленные на объектах, указанных в таблице 1 (2 измерительных канала).

2-й уровень – информационно-измерительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, в том числе GSM-модемы Siemens, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, УСПД RTU-325, сервер сбора и хранения данных (БД) АИИС КУЭ, устройство синхронизации системного времени (УССВ) на базе Garmin 35-HVS, сетевой коммутатор на 16 UTP портов ZyXEL ES-4024, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО).

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуют в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на верхний уровень системы, где осуществляется вычисление потребленной электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Передача информации в организации–участники оптового рынка электроэнергии осуществляется от сервера БД, с помощью электронной почты по выделенному каналу связи. В качестве резервного канала связи - проводной коммутируемый канал связи ТФОП.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени, включающей в себя УССВ на базе Garmin 35-HVS УСВ-1. Время УСПД синхронизировано со временем УССВ, корректировка времени выполняется при расхождении времени УСПД и УССВ ± 2 с. Время УСПД синхронизировано со временем сервера АИИС, корректировка времени сервера выполняется при расхождении времени УСПД и сервера ± 1 с. Сличение времени счетчиков со временем УСПД каждые 30 мин, при расхождении времени счетчиков с временем УСПД ± 2 с выполняется корректировка. Погрешность системного времени не превышает ± 5 с.

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Состав измерительных каналов и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 1.

Таблица 1. Метрологические характеристики ИК

Номер точки измерений и наименование объекта	Состав измерительного канала				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
	ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1 ПС «Райкотельная» » РП 6 кВ	ТПЛ-10 200/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 60287 Зав. № 38637	НТМИ-6-66 У3 6000/100 Кл.т. 0,5 Зав. № 10679	А2R-3-OL-C25-T+ Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 01069739	RTU Зав.№1991	Активная,	± 1,2	± 3,3
					реактивная	± 2,8	± 5,2
2 ПС «Райкотельная» » РП 6 кВ	ТПЛМ-10 200/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 51308 ТПЛ-10 200/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 47676	НТМИ-6-66 У3 6000/100 Кл.т. 0,5 Зав. № 11878	А2R-3-OL-C25-T+ Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 01069738	RTU Зав.№1991	Активная,	± 1,2	± 3,3
					реактивная	± 2,8	± 5,2

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовая);
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95;
3. Нормальные условия:
параметры сети: напряжение (0,98 ÷ 1,02) Уном; ток (1 ÷ 1,2) Iном, cosφ = 0,9 инд.;
температура окружающей среды (20 ± 5) °С.
4. Рабочие условия:
параметры сети: напряжение (0,9 ÷ 1,1) Уном; ток (0,05 ÷ 1,2) Iном; 0,5 инд. ≤ cosφ ≤ 0,8 емк.
допускаемая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов от минус 40 до + 70 °С, для счетчиков от минус 40 до + 70 °С; для сервера от +15 до +35 °С;
5. Погрешность в рабочих условиях указана для cosφ = 0,8 инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 0 °С до +40 °С;
6. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983, счетчики электроэнергии по ГОСТ 30206 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ 26035 в режиме измерения реактивной электроэнергии;
7. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные (см. п. 6 Примечаний) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 1.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- электросчётчик Альфа – среднее время наработки на отказ не менее $T = 120000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
- УСПД - – среднее время наработки на отказ не менее $T = 50000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
- сервер – среднее время наработки на отказ не менее $T = 40000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч.

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;

- коррекции времени в счетчике;
- журнал УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и сервера;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком;
 - выключение и включение сервера.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - электросчетчика,
 - УСПД;
 - сервера.

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- сервере АИИС КУЭ (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована);
- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 1 раз в сутки (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- электросчетчик - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 45 суток; при отключении питания - не менее 10 лет;
- УСПД - хранение результатов измерений не менее 45 суток;
- Сервер АИИС - хранение результатов измерений, состояний средств измерений – не менее 4 лет (функция автоматизирована).

ЗНАК УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Воронежтеплоэнерго-Сервис».

КОМПЛЕКТНОСТЬ

Комплектность системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Воронежтеплоэнерго-Сервис» определяется проектной документацией на систему.

В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

ПОВЕРКА

Поверка проводится в соответствии с документом «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Воронежтеплоэнерго-Сервис». Измерительные каналы. Методика поверки», согласованным с ВНИИМС в мае 2010 г.

Средства поверки – по НД на измерительные компоненты:

- ТТ – по ГОСТ 8.217-2003;
- ТН – по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-88;
- Счетчик Альфа – по методике поверки «Счетчики электрической энергии многофункциональные Альфа. Методика поверки».

Приемник сигналов точного времени.

Межповерочный интервал - 4 года.

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

- | | |
|--------------------|--|
| ГОСТ 22261-94. | Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия. |
| ГОСТ 34.601-90. | Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания. |
| ГОСТ Р 8.596-2002. | ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения. |

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Воронежтеплоэнерго-Сервис» утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведёнными в настоящем описании типа, метрологически обеспечен при выпуске из производства и в эксплуатации.

Изготовитель:

ОАО «Воронежатомэнергосбыт»

тел/факс (4732) 53-09-47

адрес: 394018, г. Воронеж, Дзержинского 12а

Генеральный директор

ОАО «Воронежатомэнергосбыт»



Гончарова Т.В.